

**Klasifikasi, estimasi, dan pelaporan cadangan
minyak dan gas bumi Indonesia untuk kepentingan
estimasi cadangan nasional**

*Classification, estimation and reporting of Indonesian oil and gas
reserves for national reserves estimation*



© BSN 2012

Hak cipta dilindungi undang-undang. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh isi dokumen ini dengan cara dan dalam bentuk apapun serta dilarang mendistribusikan dokumen ini baik secara elektronik maupun tercetak tanpa izin tertulis dari BSN

BSN
Gd. Manggala Wanabakti
Blok IV, Lt. 3,4,7,10.
Telp. +6221-5747043
Fax. +6221-5747045
Email: dokinfo@bsn.go.id
www.bsn.go.id

Diterbitkan di Jakarta

Daftar isi

Content

Daftar isi	i	Content	i
Prakata	ii		
1 Ruang lingkup	1	1 Scope	1
2 Definisi dan klasifikasi	1	2 Definition and classification	1
3 Data minimum yang diperlukan	10	3 Minimum data required	10
4 Prosedur minimum pelaksanaan	12	4 Minimum procedures for implementation	12
5 Metode estimasi	15	5 Estimation methods	15
6 Ketidakpastian data	16	6 Data uncertainties	16
7 Format laporan	17	7 Reporting format	17
Lampiran A	19	Annex A	19
Lampiran B	20	Annex B	20
Lampiran C	21	Annex C	21
Lampiran D	22	Annex D	22
Bibliografi	27	Bibliography	27

Prakata

Standar Nasional Indonesia (SNI) 7150:2012, *Klasifikasi estimasi, dan pelaporan cadangan minyak dan gas bumi Indonesia untuk kepentingan estimasi cadangan nasional* merupakan revisi dari SNI 19-7150-2006 *Industri minyak dan gas bumi - Persyaratan teknis estimasi dan audit informasi cadangan minyak dan gas bumi untuk "public disclosure"*.

Standar ini disusun untuk persyaratan teknis estimasi dan audit informasi cadangan minyak dan gas bumi untuk kepentingan estimasi cadangan nasional. Estimasi cadangan minyak dan gas bumi (migas) merupakan kebutuhan mendasar dalam industri migas karena berkaitan dengan perhitungan aset negara, disamping sebagai aset perusahaan dan investasi untuk pengembangan lapangan. Estimasi cadangan dari suatu lapangan juga diperlukan sebagai acuan komersialitas.

Untuk menghindari ketidaksesuaian (*over/under estimation*) dari hasil estimasi cadangan migas yang mengakibatkan kerugian bagi pemilik cadangan migas (negara), maka perlu ditetapkan suatu standar pelaksanaan sertifikasi cadangan yang diakui secara nasional maupun secara internasional.

SNI ini juga disusun sesuai dengan ketentuan yang diberikan dalam Pedoman Standardisasi Nasional (PSN) 08:2007 Penulisan SNI.

Standar ini disusun oleh Panitia Teknis 03-01, Sistem Manajemen dalam Kegiatan Usaha Minyak dan Gas Bumi dan telah dibahas dalam rapat konsensus lingkup panitia teknis di Jakarta pada tanggal 29-30 November 2010. dihadiri para wakil pemangku kepentingan dari kalangan produsen, konsumen, profesional/pakar dan pemerintah.

Standar ini telah melalui proses jajak pendapat pada tanggal 3 Juli 2012 sampai dengan 3 September 2012.

Pedoman klasifikasi, estimasi, dan pelaporan cadangan minyak dan gas bumi Indonesia untuk kepentingan estimasi cadangan nasional

1 Ruang lingkup

Standar ini menetapkan persyaratan teknis estimasi dan audit informasi cadangan migas untuk *kepentingan estimasi cadangan nasional*.

2 Definisi dan klasifikasi

2.1 Definisi

2.1.1

Cadangan Definitif (*reserves*)

kuantitas migas yang dapat diperoleh/diproduksi secara komersial dan ini dinilai berdasarkan aplikasi sebuah proyek pengembangan terhitung dari suatu waktu tertentu kedepan dibawah kondisi-kondisi yang telah secara jelas didefinisikan. Cadangan harus memenuhi empat kriteria sebagai berikut: telah ditemukan (*discovered*), dapat diambil (*recoverable*), memenuhi syarat komersialitas (*commercial*), dan sejumlah yang tersisa (*remaining*) (pada waktu/ tanggal evaluasi) berdasarkan suatu proyek atau proyek-proyek pengembangan yang diterapkan. Cadangan dapat dikategorikan sesuai dengan tingkat kepastian yang terkait dengan perkiraan dan dapat pula di-sub-diklasifikasikan berdasarkan maturitas/kematangan suatu proyek, dan / atau dicirikan oleh pengembangan dan status produksi.

2.1.2

Cadangan Kontinjen

suatu kuantitas migas yang, pada saat perhitungannya, diperkirakan secara potensial dapat diperoleh akan tetapi pada saat ini proyek pengembangan dan tingkat komersialitas belum memadai karena masih adanya satu atau lebih kondisi yang tidak dapat dipenuhi.

Guidelines for classification, estimation and reporting of Indonesian oil and gas reserves for national reserves estimation

1 Scope

This standard determine technical conditions of oil and gas reserves information estimation and audit for National Reserves Estimation.

2 Definition and classification

2.1 Definition

2.1.1

Definitive Reserves

shall be the quantity of oil and gas that may be acquired/produced commercially and to be evaluated based on the application of a development project as of a certain period of time under the conditions that hve been defined in details. The reserves shall meet four criteria as follows: has been discovered (*discovered*), can be rcovered (*recoverable*), complying with commerciality requirements (*commercial*), and the remaining volume (*remaining*) (at the time/date of evaluation) based on a development project or projects applied. Reserves may be categorized in accordance with level of certainty related to the estimation and may also be sub-classified based on maturation of a project, and/or characterized by development and production status.

2.1.2

Contingent Reserves

shall be the quantity of oil and gas which, at the time of calculation, is potentially estimated may be acquired, however currently the development project and commerciality level has not sufficient due to one or more conditions that cannot be met.

2.1.3**komersial**

ketika sebuah proyek pengembangan dan produksi atas suatu akumulasi migas dikatakan komersial yang telah ditetapkan oleh pemerintah atas dasar kajian teknis dan keekonomian. Maka dapat dianggap bahwa kondisi-kondisi sosial, lingkungan, dan ekonomi untuk proyek tersebut telah terpenuhi secara esensial.

Kajian teknis dan keekonomian dapat dilakukan oleh evaluator independen dan/atau operator atas persetujuan pemerintah.

2.2 Klasifikasi

Akumulasi hidrokarbon terdiri dari Cadangan Definitif dan Cadangan Kontinjen.

2.2.1 Cadangan Definitif

Dari segi tingkat kepastian akumulasi tersebut cadangan diklasifikasikan ke dalam:

- Cadangan Terbukti
- Cadangan Mungkin
- Cadangan Harapan.

2.2.1.1**Cadangan Terbukti**

jumlah cadangan Migas yang terbukti, yang telah dianalisa baik secara ilmu kebumian dan didukung oleh data teknik, dapat diperkirakan dengan alasan yang pasti untuk diambil/diproduksi secara komersial, pada jangka waktu tertentu, dari reservoir yang diketahui dan di bawah definisi kondisi ekonomi, metode operasi, dan peraturan pemerintah.

2.2.1.2**Cadangan Mungkin**

Cadangan Mungkin adalah cadangan tambahan yang telah dianalisa secara ilmu kebumian dan didukung dengan data teknik yang menunjukkan kecenderungan untuk mendapatkan perolehan cadangan lebih kecil dari Cadangan Terbukti tetapi lebih pasti dari Cadangan Harapan.

2.1.3**commercial**

when a production and development project on an oil and gas accumulation is commercial, that has been stipulated by the government based on technical and economic review, it implies that social, environmental and economic conditions for such project have been essentially fulfilled.

Technical and economic review may be conducted by an independent evaluator and/or operator by approval from the government.

2.2 Classification

Accumulation of hydrocarbon shall consist of Definitive Reserves and Contingent Reserves.

2.2.1 Definitive Reserves

From the level of accumulated certainty, the reserves shall be classified into:

- Proven Reserves
- Probable Reserves
- Possible Reserves.

2.2.1.1**Proven Reserves**

quantity of oil and gas reserves that has been proven, analyzed in geoscience and supported by technical data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.

2.2.1.2**Probable Reserves**

Probable Reserves shall be those additional reserves that has been analysed in geoscience and supported by technical data indicating tends to be recovered less than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.

2.2.1.3**Cadangan Harapan**

Cadangan tidak pasti adalah cadangan tambahan yang telah dianalisa secara ilmu kebumian dan didukung dengan data teknis yang menunjukkan kecil kemungkinannya untuk dapat diperoleh dibandingkan dengan Cadangan Mungkin.

Dalam bentuk agregasi, Cadangan didefinisikan sebagai :

1P

Setara dengan Cadangan Terbukti; menunjukkan skenario "perkiraan rendah" Cadangan.

2P

Setara dengan jumlah "Cadangan Terbukti" ditambah dengan "Cadangan Mungkin"; menunjukkan skenario "perkiraan terbaik" Cadangan.

3P

Setara dengan jumlah "Cadangan Terbukti" ditambah "Cadangan Mungkin" ditambah "Cadangan Possible"; menunjukkan skenario "perkiraan tinggi" Cadangan.

Dari segi tingkat maturiras/kesiapan proyek, Cadangan terdiri dari:

- Berproduksi
- Disetujui Untuk Pengembangan

Berproduksi

Proyek pengembangan suatu lapangan dimana proyek ini telah dapat memproduksi Migas dan hasil produksinya telah dapat dijual ke pasaran.

Disetujui untuk pengembangan (POD)

Diperoleh semua persetujuan yang menyangkut pengembangan suatu lapangan, mempunyai modal kerja yang didedikasikan untuk pengembangan lapangan tersebut, pelaksanaan pengembangan proyek ini sedang berlangsung.

2.2.2 Cadangan Kontinjen

Dari tingkat kepastian dari keberadaan akumulasinya, sesuai dengan klasifikasi yang tercantum pada Tabel Klasifikasi

2.2.1.3**Possible Reserves**

Possible Reserves shall be those additional reserves that has been analysed in geoscience and supported by technical data indicating less possibility to be recovered than Probable Reserves.

In the form of aggregation, Reserves shall be defined as follows:

1P

Taken to be equivalent to Proven Reserves; deNOTE "low estimate" scenario of Reserves.

2P

Taken to be equivalent to the sum of "Proven Reserves" plus "Probable Reserves; deNOTE "best estimate" scenario of Reserves.

3P

Taken to be equivalent to the sum of "Proven Reserves" plus "Probable Reserves" plus "Possible Reserves"; deNOTE "high estimate" scenario of Reserves.

From the maturity / project preparedness, Reserves shall consist of:

- On production
- Approved for Development

On production

The development project of a field whereby this project has been able to produce oil and gas and the deliverables have been able to be sold to the market.

Approved for development (POD)

All necessary approvals related to the development of a field have been obtained, having capital funds dedicated for such field development, implementation of this project development is underway.

2.2.2 Contingent Reserves

From the level of accumulated certainty, in accordance with the classification included in Reserves Classification Table

Cadangan di Lampiran B, Cadangan Kontinjen diklasifikasikan ke dalam:

- Perkiraan Rendah (CK1)
- Perkiraan Sedang/moderat (CK2)
- Perkiraan Tinggi (CK3)

Ke tiga kategori Cadangan Kontinjen di atas secara definisi memiliki kesamaan identik dengan 1P, 2P, dan 3P pada Cadangan.

Berdasarkan tingkat kesiapan proyek, Cadangan Kontinjen diklasifikasikan sesuai dengan klasifikasi yang tercantum pada Tabel Klasifikasi Cadangan di Lampiran B, yaitu:

- Pengembangan Tertunda
- Pengembangan Belum Jelas
- Pengembangan Belum Layak
- Penemuan Eksplorasi/periode transisi

Pengembangan Tertunda

Aktivitas proyek tertunda pengembangan komersialnya dalam waktu yang tidak terlalu lama.

Pengembangan Belum Jelas

Aktivitas proyek ditangguhkan pengembangan komersialnya untuk waktu yang belum bisa ditentukan.

Pengembangan Belum Layak

Tidak ada rencana untuk pengembangan maupun untuk perolehan data tambahan karena terbatasnya potensi produksi.

Penemuan Eksplorasi/periode transisi

Penemuan akumulasi masih dalam status eksplorasi dimana akumulasi tersebut kemungkinan dapat ditingkatkan ke tahap proyek

2.3 Definisi istilah

2.3.1

berat jenis API

unit standar rapat massa minyak yang dikeluarkan oleh American Petroleum Institute (API) dan dinyatakan dalam satuan derajat API.

in Annex B, the Contingent Reserves shall be classified into:

- Low Estimate (CK1)
- Moderate Estimate (CK2)
- High Estimate (CK3)

The above three categories of Contingent Reserves in definition have identical equality with 1P, 2P and 3P in Reserves.

From the level of project preparedness, Contingent Reserves shall be classified in accordance with classification included in Reserves Classification Table in Annex B, i.e.:

- Development Pending
- Development Unclassified or on Hold
- Development Not Viable
- Exploration/Transition Period

Development Pending

The commercial development of project activity is pending in a short period of time.

Development Unclassified or on Hold

The commercial development of project activity is postponed in undefined period of time.

Development Not Viable

No plan for development of additional data acquisition due to limited production potential.

Exploration/transition period

Discovery of accumulation is still under exploration stage, from which the accumulation can be improved into project stage.

2.3 Definition of terms

2.3.1

API gravity

A standardized unit of oil density as specified by the American Petroleum Institute (API) and denoted in API degree unit

2.3.2**akuifer**

bagian reservoir yang permeabel yang sepenuhnya mengandung air

2.3.3**faktor sementasi**

faktor yang menyatakan tentang derajat sementasi suatu batuan.

2.3.4**survei check shot**

jenis survei seismik pada lubang bor yang dirancang untuk mengukur waktu tempuh seismic dari permukaan ke suatu titik yang dikedalaman yang ditentukan.

2.3.5**batuan inti**

perconton batuan dari formasi, diambil selama atau setelah pemboran sumur

2.3.6**harga pancung (sifat fisik batuan)**

suatu harga yang ditentukan untuk membedakan antara bagian produktif dan tidak produktif dari suatu formasi

2.3.7**serbuk bor**

kepingan batuan yang terjadi karena gerusan matabor

2.3.8**analisis kurva penurunan laju produksi**

suatu analisis kelakuan produksi sebagai akibat proses produksi yang digunakan sebagai metoda prediksi produksi di masa mendatang dan/atau estimasi cadangan

2.3.9**log induksi 'deep'**

sejenis log induksi listrik yang didesain untuk membaca tahanan jenis formasi, dengan cakupan investigasi yang terjauh dengan tetap mempertahankan resolusi vertikalnya

2.3.10**laterolog 'deep'**

sejenis log listrik untuk mengukur tahanan jenis formasi yang menggunakan konfigurasi elektroda lateral dengan

2.3.2**aquifer**

part of permeable reservoir which fully contains water.

2.3.3**cementation factor**

a factor defining the degree of the rock cementations.

2.3.4**check-shot survey**

a type of borehole seismic survey designed to measure the seismic travelttime from the surface to a known depth.

2.3.5**core**

rock samples from formation, taken during or after well drilling

2.3.6**cut-off price (physical properties of rocks)**

a price determined to distinguish productive and non-productive parts of a formation

2.3.7**cutting**

rock fragments resulted from the crushing of drill bit

2.3.8**curve analysis of the decrease in production flowrate**

an analysis of production performance as a result from production process used as a method of prediction of production in the future and/or estimated reserves

2.3.9**'deep' induction log**

a kind of electric induction log designed to read formation resistivity, under the farthest investigation coverage by remain maintaining its vertical resolution

2.3.10**'deep' laterolog**

a kind of electric log to measure formation resistivity using lateral electrode configuration under the farthest

cakupan investigasi jauh dari *well bore*

2.3.11

dokumen

kompilasi yang terdiri dari data, prosedur dan acuan yang digunakan dalam estimasi cadangan untuk sertifikasi

2.3.12

log listrik

alat log sumur yang memakai signal listrik untuk mengukur berbagai sifat kelistrikan dari formasi geologi yang dilaluinya termasuk fluida isinya

2.3.13

stacking akhir

pemrosesan data seismik dimana seluruh jejak titik refleksi bawah permukaan dijumlahkan dengan tujuan untuk memperoleh kondisi satu refleksi penalaran gelombang seismic secara vertikal.

2.3.14

rasio gas minyak

rasio antara laju produksi gas dan minyak yang diproduksi ke permukaan dan diukur pada kondisi atmosfer

2.3.15

log induksi

rekaman resistivitas formasi berdasarkan prinsip induksi dari arus bolak-balik yang proporsional dengan sifat konduktifitas batuan

2.3.16

kandungan awal isi gas di tempat

akumulasi gas di tempat pada keadaan awal

2.3.17

kandungan awal isi minyak di tempat

akumulasi minyak di tempat pada keadaan awal

2.3.18

log litologi

rekaman yang memperlihatkan litologi batuan sebagai fungsi kedalaman dalam lubang bor

CATATAN Log ini bisa berupa strip log yang disusun berdasarkan perconto-perconto atau

investigation coverage of well bore

2.3.11

document

a compilation consists of data, procedure and reference used in the estimated reserves for certification

2.3.12

electric log

well logging tool using electric signal to mesure various electrical properties from geological formation that it passed, including the content fluid

2.3.13

final stacking

seismic data processing whereby all tracks of subsurface reflection point is added for the purpose of acquiring the condition of one reflection of seismic wave propagation in vertical.

2.3.14

oil gas ratio

ratio between oil and gas production rate produce to the surface and measured at atmosphere condition

2.3.15

induction log

the record of formation resistivity based on induction principles from proportional reverse flow with the nature of rock conductivity

2.3.16

initial gas in place

acummulation of gas in place at initial condition

2.3.17

initial oil in place

acummulation of oil in place at inicital condition

2.3.18

lithology log

a record showing rock lithology as the function of depth in drill hole

NOTE This log may be in the form of strip log compiled based on samples or derived log

log turunan yang dihasilkan dari hasil log-log lain yang dioperasikan kedalam lubang bor.

2.3.19

log master

plot log sumur yang dibuat berdasarkan analisis serpih bor dan analisis lainnya yang diperoleh selama pemboran sumur

2.3.20

analisis kesetimbangan material

metoda estimasi cadangan yang menggunakan analisa kelakuan tekanan sebagai akibat proses produksi bila data produksi dan tekanan tersedia

CATATAN Keberhasilan metoda ini memerlukan pengetahuan tentang sifat batuan dan fluida reservoir, karakteristik akulfer, dan tekanan rata-rata reservoir; bila tidak (misalnya dalam kondisi reservoir yang kompleks) maka pemakaian metoda ini sangat mungkin memberikan hasil yang keliru

2.3.21

migrasi data seismic

migrasi data seismic dimaksudkan sebagai proses untuk memposisikan reflektor-reflektor seismic pada tempat yang benar, disamping untuk memfokuskan kembali gelombang-gelombang yang telah terdispersi

2.3.22

log porositas

alat logging untuk menentukan porositas dari batuan formasi

2.3.23

referensi/acuan

buku atau makalah yang mengandung informasi berkaitan dengan cadangan minyak dan gas yang dipublikasikan oleh organisasi atau individual yang diakui secara internasional

2.3.24

repeat formation tester

alat sampling sumuran yang dipakai untuk mengambil sampel fluida beserta tekanannya

2.3.25

cadangan

volume minyak atau gas yang dapat diproduksi di bawah kondisi teknis dan

resulted from other logs operated into drill hole.

2.3.19

log master

well plot log made based on analysis of drill shale and other analysis acquired during well drilling

2.3.20

material balance analysis

the method of estimated reserves using performance analysis of pressure as a result from production process if production data and pressure is available

NOTE The accomplishment of this method requires knowledge on reservoir rock and fluid properties, aquifer characteristics, and average reservoir pressure; if not (e.g. in the condition of complex reservoir), the use of this method will likely result in incorrect outcome.

2.3.21

migration of seismic data

migration of seismic data is referred to as a process to position seismic reflectors in the right place, in addition to refocus the dispersed waves.

2.3.22

porosity log

logging tools to determine the porosity of formation rocks

2.3.23

reference

books or papers containing information related to oil and gas reserves published by professional organizations or individuals that are recognized internationally

2.3.24

repeat formation tester

well sampling equipment used to gather fluid samples and its pressure

2.3.25

reserves

a volume of oil and gas that can be recovered under a certain technical and

ekonomi tertentu

2.3.26

reservoir

badan batuan bawah permukaan yang berpori dan *permeable* yang dapat menyimpan dan mengalirkan fluida

2.3.27

batuan inti rotary sidewall

batuan inti yang diperoleh dari dinding lubang sumur dengan cara membor dinding sumur dengan peralatan talibaja atau rangkaian pipa

2.3.28

eksponen saturasi

faktor empiris yang secara umum menggambarkan tingkat kebasahan dari batuan reservoir

2.3.29

batuan inti sidewall

batuan inti atau percontohan batuan yang diperoleh dari dinding sumur saat pemboran dengan memakai proyektil kosong yang dapat ditarik atau yang diambil secara mekanis

2.3.30

analisis khusus batuan inti

setiap pengukuran yang dilakukan pada batuan inti yang bukan merupakan analisa rutin. analisis khusus batuan inti meliputi sifat reservoir, kelistrikan dan studi petrografi. sifat reservoir mencakup permeabilitas relatif, kebasahan, dan tekanan kapiler. sifat kelistrikan mencakup faktor resistifitas formasi, indeks resistifitas dan kapasitas pertukaran kation. studi petrografi dan mineralogi mencakup *scanning electron microscopy*, analisa sayatan tipis, difraksi sinar x, fluoresensi sinar x, elemental chemical analysis, dan *fourier transform infrared spectroscopy*. analisa khusus batuan inti lainnya menyangkut penentuan ukuran butir batuan, karakteristik fluida seperti kekentalan minyak, salinitas air, sifat mekanis seperti kompresibilitas volume pori dan kecepatan gelombang seismik

economical condition

2.3.26

reservoir

a subsurface body of rock having sufficient porosity and permeability to store and transmit fluids

2.3.27

rotary sidewall core

core that is extracted from the wall of a wellbore by drilling wall of well with a wireline or pipe distributor

2.3.28

saturation exponent

an empirical factor which in general depicts reservoir rocks wettability

2.3.29

sidewall core

a core or rock sample extracted from the wall of a drill hole, either by shooting a retractable hollow projectile, or by mechanically removing a sample.

2.3.30

special core analysis (scal)

any measurements made on core that are not part of routine analysis. special core analysis covers reservoir properties, electrical properties and petrographic studies. the reservoir properties include relative permeability, wettability and capillary pressure. electrical properties include formation resistivity factor, resistivity index and cation-exchange capacity. petrographic and mineralogical studies include electron microscopy scanning, thin-section analysis, x-ray diffraction, x-ray fluorescence, elemental chemical analysis and fourier transform infrared spectroscopy. other special core analysis are concerned with grain size determination; fluids characteristics such as oil viscosity, water salinity, mechanical properties such as pore volume compressibility and seismic velocities.

2.3.31**berat jenis relatif gas**

densitas gas relatif terhadap udara

2.3.31**log spontaneous potential**

rekaman perbedaan alamiah tegangan kelistrikan antara elektroda dalam sumur dan referensi elektroda tertentu di permukaan yang dipergunakan untuk mendeteksi lapisan permeable dan untuk memperkirakan salinitas air formasi serta kandungan lempung dalam formasi

2.3.32**kurva waktu-kedalaman**

plot antara *two-way-time* dan kedalaman. dipakai untuk mengkonversikan waktu ke kedalaman dan sebaliknya

2.3.33**tortuosity**

derajat 'kelika-likuan' dari sistem pori batuan yang dinyatakan sebagai perbandingan antara jarak pori yang terhubung dengan jarak lurusnya

2.3.34**two way time (tw)**

waktu yang dibutuhkan gelombang seismic dari permukaan ke sebuah reflektor (bisa berupa puncak atau dasar reservoir) dan kembali ke permukaan dengan arah tegak lurus terhadap permukaan reflektor

2.3.35**vertical seismic profiling**

survei seismic yang menggunakan seperangkat geofon yang dipasang secara vertikal pada sebuah sumur pengamatan

2.3.36**log sumuran**

survei tidak langsung yang melibatkan baik signal-signal alami maupun buatan yang digunakan untuk memperoleh informasi mengenai batuan formasi beserta isinya dan di plot terhadap kedalaman maupun waktu survey

2.3.31**gas specific gravity**

relative density of gas to air

2.3.31**spontaneous potential (sp) log**

a log of the natural difference in electrical potential between an electrode in the well and a fixed reference electrode on the surface used to detect permeable beds and to estimate formation water salinity and clay content in a formation

2.3.32**time-depth curve**

plot between two-way time (tw) and depth used to convert time to depth and vice versa

2.3.33**totruosity**

degree of 'twistedness' of the rock's pore system expressed as the ratio of the distance between the distance of pore connected to the straight-line distance

2.3.34**two way time (tw)**

time required by seismic waves to travel from surface to a reflector (could be top or bottom of a reservoir) and return back to the surface in vertical direction to the surface of reflector

2.3.35**vertical seismic profiling (vsp)**

seismic survey using a set of geophones attached vertically in an observatory well

2.3.36**well-logging**

an indirect survey involving natural and artificial signals, used to obtain information about formation rocks and their contents and plotted towards the depth or survey time

3 Data minimum yang diperlukan

Data minimum yang diperlukan terdiri dari 3 (tiga) kategori, yaitu:

1. Data geofisik
2. Data geologi
3. Data teknik reservoir

3.1 Data geofisik

- a) tersedia lintasan penampang seismik secukupnya;
- b) skala penampang vertikal seismik sesuai kebutuhan;
- c) tersedia peta lokasi lintasan dengan skala yang sesuai;
- d) tersedia data survei "*check shot*" atau skala yang sesuai;
- e) tersedia *composite log* sumuran;
- f) data seismic yang dipakai sudah mengalami proses *final stacking* dan migrasi;
- g) tersedia paling sedikit satu sumur temuan dengan log akustik dan log densitas

CATATAN

- Jika pelaksanaan sertifikasi cadangan migas dilakukan pada lapangan yang tidak mempunyai data seismic, maka dapat digunakan data dari beberapa sumur yang dapat menggambarkan dengan baik struktur lapangan tersebut.
- Kecukupan data dari sumur ditentukan oleh penilaian profesional dari seorang ahli geologi.
- Kerapatan sumur dapat mempengaruhi kecukupan data

3.2. Data Geologi

Data Geologi terdiri dari dari:

1. Data Log Sumuran
2. Data Batuan Inti

3.2.1 Data Log Sumuran mencakup

- a) tersedia satu jenis *porosity log*, baik *porosity log* akustik, log densitas, maupun log neutron. Log listrik meskipun secara teoritis dapat digunakan tetapi tidak layak untuk estimasi porositas;
- b) tersedia satu jenis log *lithology*, sebagai contoh log *Spontaneous Potensial*;
- c) tersedia log listrik seperti log "*resistivity deep*" atau log induksi "*deep*";

3 Minimum data required

Minimum data required consists of 3 (three) categories as follows :

1. Geophysical data
2. Geological data
3. Reservoir Technical data

3.1 Geophysical data

- a) sufficient seismic section;
- b) vertical seismic section scale as required;
- c) line location map at appropriate scale;
- d) check shot survey data or appropriate scale;
- e) composite well-log data;
- f) the used seismic data has undergone final stacking and migration processes;
- g) at least one discovery well with acoustic and density logs

NOTE:

- If the oil and gas reserves certification is conducted in a field that has no seismic data, data from some existing wells usable for defining the structure of such field may be used accordingly
- Sufficiency of well data is determined by a geologist's professional judgment.
- Well density may determine data sufficiency

3.2 Geological data

Geological data consists of :

1. Well-log data
2. Core-derived data

3.2.1 Well-log data covers

- a) one type of porosity logs, either acoustic log, density log or neutron log. Although possible theoretically, electric log should not be used for porosity estimation;
- b) one type of lithology logs, e.g. Spontaneous Potential (SP) log;
- c) electric log such as deep resistivity log or deep induction log;

- d) tersedia log *master* dan data serbuk bor

3.2.2 Data Batuan Inti mencakup

- a) tersedia paling tidak batuan inti *sidewall* (*rotary sidewall core* akan lebih baik jika ada);
- b) data petrofisika dasar porositas, permeabilitas, dan rapat massa matriks batuan secara representatif dari percontohan untuk reservoir yang bersangkutan;
- c) data *special core analysis* seperti permeabilitas relatif, tekanan kapiler, *tortuosity*, *cementation factor*, dan *saturation exponent* (n) secara representatif dari percontohan untuk reservoir yang bersangkutan;
- d) tersedia data hasil analisis petrografi dan deskripsi visual.
- e) tersedia data hasil analisis biostratigrafi

CATATAN Jika tidak terdapat data *special core analysis*, data hipotesis pengganti harus dapat dipertanggungjawabkan secara ilmiah

3.3 Data Teknik Reservoir

Data Teknik reservoir terdiri dari:

1. Data Uji Alir
2. Data Uji Tekanan
3. Data Laboratorium PVT
4. Data Produksi (opsional)

3.3.1 Data hasil uji alir (*flow test*)

Data uji kandung dan uji alir lapisan (*RFT*, *DST*, *Production Prolonged Test*).

3.3.2 Data Uji Tekanan

Data sejarah tekanan reservoir yang diperoleh dari uji tekanan (*RFT*, *DST*, *MDT*, *PBU*).

3.3.3 Data Laboratorium PVT

Data PVT meliputi sifat fluida seperti berat jenis *API*, rasio gas minyak untuk reservoir minyak, berat jenis relatif gas, komposisi gas, dan salinitas air formasi.

- d) master log and drill cutting report

3.2.2 Core-derived data cover:

- a) *sidewall core* (preferably *rotary sidewall core*);
- b) basic petrophysics data such as porosity, permeability, and grain density as representative sample for the relevant reservoir;
- c) special core analysis data such as relative permeability, capillary pressure, *tortuosity*, *cementation factor*, and *saturation exponent* (n) as representative sample for the relevant reservoir;
- d) data from petrography and visual description analysis result.
- e) data from biostratigraphy analysis result

NOTE In the event of no special core analysis data, the replacing hypothetical data must be able to be scientifically justified accordingly

3.3 Reservoir Technical Data

Reservoir Technical Data consists of:

1. Flow Test Data
2. Pressure Test Data
3. PVT Laboratory Data
4. Production Data (optional)

3.3.1 Flow Test Data

Drill stem test (*RFT*, *DST*, *Production Prolonged Test*).

3.3.2 Pressure Test Data

Data of reservoir pressure history obtained from pressure test (*RFT*, *DST*, *MDT*, *PBU*).

3.3.3 PVT Laboratory Data

PVT Data include fluid properties such as *API* gravity, oil and gas ratio for oil reservoir, gas relative gravity, gas composition and formation water salinity.

3.3.4 Data Sejarah produksi

Data sejarah produksi jika lapangan yang bersangkutan telah memasuki tahap produksi

4 Prosedur minimum pelaksanaan

Prosedur untuk melaksanakan perkiraan cadangan agar dapat menjamin hasil cadangan migas yang terpercaya harus mencakup, tetapi tidak terbatas pada kegiatan-kegiatan yang dijelaskan berikut ini.

4.1 Menentukan posisi reservoir dalam penampang seismic

Dilakukan dengan melalui:

- a) penentuan kedalaman reservoir dalam data log sumuran;
- b) pengubahan kedalaman reservoir time-depth curve dari hasil check shot survey dari skala kaki atau meter ke skala milidetik;
- c) penentuan pemakaian peak atau trough untuk mewakili puncak reservoir dari sinyal seismic, dan dapat dipakai seismogram sintetik

4.2 Menentukan horizon

Dilaksanakan dengan melakukan:

- a) penentuan pelamparan horizon secara lateral;
- b) identifikasi adanya patahan yang sebaiknya diselesaikan sebelum proses pengkonturan;
- c) pengeplotan harga *two-way-time* dari puncak reservoir ke peta lokasi lintasan seismic

4.3 Menentukan kontur puncak struktur

Diperoleh dengan melakukan penggambaran kontur yang mewakili titik-titik dengan kesamaan waktu sehingga dapat mencerminkan penyebaran puncak struktur. Interval kontur dapat diambil lima atau sepuluh milidetik sesuai kesepakatan.

3.3.4 Production History Data

Production history data if the relevant field has entering production stage

4 Minimum procedures for implementation

Procedures for the implementation of estimated reserves to guarantee reliable results of oil and gas reserves shall cover but not limited to the following activities.

4.1 Locating reservoir position on seismic cross-section

By:

- a) determination of reservoir depth using well-log data;
- b) conversion of reservoir 'time-depth curve' from check shot survey from foot-or meter-scale to millisecond-scale;
- c) determination of the use of either 'peak' or 'trough' to represent reservoir crest from seismic signal, synthetic seismogram can be used.

4.2 Determining horizon

By:

- a) determination of lateral horizon spread;
- b) fault identification, which is suggested to be carried out before contouring process;
- c) plot of two-way-time (TWT) values from reservoir crest onto seismic line's location map

4.3 Determining structure contours

Obtained by depict contour representing points with the same time values enabling the illustration of the top structure's extent. Contour interval may be either five or ten millisecond as agreed

4.4 Mendesain pemodelan geologi

Dilaksanakan dengan melakukan:

- identifikasi, evaluasi, analisis fasies dan lingkungan pengendapan batuan reservoir;
- identifikasi, evaluasi, dan analisis struktur geologi lapangan migas;
- analisis terintegrasi atas diagenesa dan lingkungan pengendapan untuk penilaian kualitas batuan reservoir;
- pembuatan korelasi struktur dan stratigrafi;
- dengan panduan model lingkungan pengendapan dilakukan pembuatan peta geologi bawah permukaan/peta *isopach* yaitu ketebalan kotor dan ketebalan bersih.

4.5 Melakukan analisis kuantitatif log sumuran

Dilaksanakan dengan melakukan:

- penentuan zonasi reservoir;
- pemilihan data pendukung yang berupa *tortuosity*, *cementation factor*, *saturation exponent*, tahanan spesifik air formasi dan lain-lain sifat-sifat fisik fluida dan matriks batuan;
- model litologi batuan reservoir dengan memperhatikan deskripsi *cutting* dan percontohan batuan;
- validasi kelayakan hasil analisis berdasarkan keberadaan data;
- menentukan harga pancung;
- menentukan batas kontak fluida apabila ada;
- pemisahan zona-zona produktif dan tidak produktif.

4.6 Menyiapkan pemodelan geologi-reservoir

Dilaksanakan dengan melakukan pemetaan reservoir (ketebalan zona hidrokarbon produktif, iso-prositas, iso-permeabilitas, dan iso-saturasi air).

CATATAN

- Pendekatan deterministik memberikan satu model yang dianggap paling terpercaya. Pendekatan ini dilakukan jika keberadaan data dapat dianggap cukup lengkap (misal:

4.4 Designing geological model

By:

- identification, evaluation, analysis of facies and reservoir rock depositional environment;
- identification, evaluation, and analysis of the oil and gas field geological structure;
- integrated analysis on diagenesis and depositional environment for the purpose of describing quality of the reservoir rocks;
- development of structural and stratigraphical correlations;
- development of sub-surface geological maps / isopach map (gross thickness and net thickness) guided by the depositional environment model

4.5 Performing quantitative well-logging analysis

By:

- determining reservoir zonation;
- selection of supporting data such as tortuosity, cementation factor, saturation exponent, formation water resistivity, and other reservoir fluid and rock matrix properties;
- reservoir rock lithology model by considering cutting description and rock samples;
- validation of results based on data availability;
- determining cut-off price;
- determining limitation of fluid contacts if any;
- separation between productive and non-productive zones

4.6 Preparing reservoir geological model

Conducted through reservoir mapping (hydrocarbon net thickness, iso-porosity, iso-permeability, and iso-water saturation).

NOTE

- Deterministic approach provides a single model that is considered as the most reliable. This approach is taken in the case of high degree of data availability

sebuah lapangan yang telah memiliki cukup sumur, sejarah produksi, serta data lainnya).

- Pendekatan probabilistik (misalnya simulasi Monte Carlo dan geostatistik) memberikan serangkaian alternatif model-model reservoir. Pendekatan ini dilakukan jika memang keberadaan data terbatas (misal: lapangan baru dengan satu atau dua sumur, atau sebuah lapangan tua dengan dokumentasi data yang buruk). Pendekatan ini juga bisa diambil untuk sebuah studi yang membutuhkan berbagai model alternatif.

4.7 Menyiapkan analisis data teknik reservoir

Dilaksanakan dengan melakukan:

- a) penentuan tekanan awal reservoir dari hasil survei tekanan dan temperatur;
- b) pengkajian sifat tekanan, volume, dan temperatur fluida reservoir yang berasal dari baik pengukuran langsung di laboratorium, penerapan korelasi yang sesuai, maupun sumber lain yang dapat dijelaskan secara ilmiah;
- c) penyiapan data produksi sumuran (tekanan dan laju produksi) jika lapangan yang bersangkutan telah diproduksi;
- d) analisis uji tekanan sumur apabila data tersedia.

4.8 Perhitungan volume minyak di tempat dan gas di tempat

Dilaksanakan dengan menggunakan metode volumetrik statik.

CATATAN Verifikasi atas hasil perhitungan dapat dilakukan dengan menggunakan metode-metode 'kinerja' seperti 'Analisis Keseimbangan Material'.

4.9 Menentukan faktor perolehan dan cadangan hidrokarbon

Dilaksanakan dengan menggunakan metode-metode:

- a) pendekatan analogi;
- b) analisis keseimbangan material;
- c) analisis kurva penurunan laju produksi;
- d) simulasi reservoir didasarkan atas keberadaan dan kesahihan data

(e.g. a field with sufficient wells, production history, as well as other data).

- Probabilistic approach (e.g. Monte Carlo and geostatistics simulations) provides a set of reservoir models alternatives. This approach is taken in the case of lower degree of data availability (e.g. a new discovery with one or two wells, or a mature field with poorly documented data). This approach may also be taken for a comparative study requiring various alternative models.

4.7 Preparing analysis of reservoir engineering data

By:

- a) determination of initial reservoir pressure from pressure and temperature survey;
- b) analysis on reservoir fluids' pressure, volume, and temperature (PVT) characteristics, which are obtained from direct laboratory measurements, appropriate mathematical correlations, or other sources that can be justified scientifically;
- c) preparation of well production data (pressure and production rate) if the field has been put on production;
- d) well test analysis data if available

4.8 Calculating initial oil/gas in place IOIP/IGIP

Conducted using static volumetric method.

NOTE Verification on calculation result can be conducted by using 'performance' methods such as "Material Balance Analysis".

4.9 Determining recovery factor and hydrocarbon reserves

By:

- a) analogical approach;
- b) material balance analysis;
- c) decline production rate curve analysis;
- d) reservoir simulation based on data availability and reliability

CATATAN

- Pemilihan salah satu metode di atas disesuaikan dengan kebutuhan serta keberadaan data dan informasi saat dilakukan sertifikasi cadangan. Pemilihan metoda harus didasari oleh tujuan untuk mendapatkan estimasi faktor perolehan hidrokarbon dengan tingkat kepercayaan yang tertinggi. Evaluator harus sadar akan kekurangan dan kelebihan, serta syarat-syarat yang harus dipenuhi, masing-masing metode.
- Pelaksanaan metode-metode di atas dapat dilakukan melalui baik pendekatan probabilistik maupun deterministik. Keluaran dari pendekatan probabilistik adalah P10 (probabilitas 10%), P50 (probabilitas 50%), dan P90 (probabilitas 90%), sedangkan keluaran dari pendekatan deterministik adalah status cadangan *terbukti*, *mungkin*, dan *harapan*. Istilah-istilah berkenaan dengan cadangan yang disebutkan di atas adalah sesuai dengan definisi-definisi yang direkomendasikan oleh SPE/ WPC/AAPG/ SPEE.

Keterangan:

- Jika pelaksanaan estimasi cadangan migas menggunakan pendekatan *decline curve analysis*, tahapan pada butir 5.1 sampai 5.7 tidak diperlukan
- Jika pelaksanaan sertifikasi cadangan migas menggunakan pendekatan *material balance analysis*, tahapan pada butir 5.1 sampai 5.6 tidak diperlukan.

5 Metode estimasi

Metode untuk perhitungan/estimasi dan parameter yang diperlukan dalam estimasi cadangan ditentukan berdasarkan tersedianya data yang memenuhi kelayakan teknis maupun pemakaian faktor-faktor ekonomi serta peraturan dan perundang-undangan yang berlaku.

Metode yang digunakan minimal telah dipublikasikan dan diakui oleh lembaga atau organisasi profesional internasional (seperti *Society of Petroleum Engineers* (SPE) dan *World Petroleum Congress* (WPC)). Tabel pada Lampiran C menyajikan metode-metode standar dalam penentuan faktor perolehan dan Cadangan.

NOTE

- The selection among the above methods shall be adjusted with requirement and availability of data and information at the time of the reserve certification. Decision to use a method shall be based to obtain hydrocarbon recovery estimated factor with the highest level of reliability. The evaluator must be aware of the lack and excess as well as the required conditions of each method.
- Implementation of the above methods can be performed through either deterministic or probabilistic approach. Outputs of the probabilistic approach shall be P10 (probability 10%), P50 (probability 50%), and P90 (probability 90%), whilst output of the deterministic approach shall be the status proven, probable and possible reserves. All terms for the reserves estimates stated above are in accordance with definitions recommended by SPE/WPC/AAPG/ SPEE.

NOTE:

- If decline curve analysis approach is selected, steps covered in sub-sections 5.1 through 5.7 are not required.
- If material balance analysis approach is selected, steps covered in sub-sections 5.1 through 5.6 are not required.

5 Estimation methods

Methods for the calculation/estimation and parameter needed in the estimated reserves shall be selected based on the availability of technically feasible data and appropriate economic factors as well as applicable laws and regulations.

Method used at least has been published and recognized by an international professional organization or institution (such as *Society of Petroleum Engineers* (SPE) and *World Petroleum Congress* (WPC)). Table in Annex C presents standards methods in determining recovery factor and Reserves.

6 Ketidakpastian data

Pengestimasi cadangan harus berupaya sejauh mungkin untuk mengurangi ketidakpastian yang terjadi pada pelaksanaan estimasi cadangan migas. Ketidakpastian hasil estimasi cadangan dapat berupa, tetapi tidak terbatas pada beberapa hal berikut.

6.1 Ketidakpastian yang disebabkan oleh cara pengukuran tidak langsung

Dapat berupa:

- a) interpretasi seismik :
 - jarak antar lintasan harus disesuaikan dengan ukuran lapangan, semakin rapat semakin baik;
 - untuk lapisan-lapisan reservoir tipis perlu dilakukan pemrosesan dan interpretasi seismik secara lebih seksama.
- b) analisis log sumuran;
 - preparasi dan koreksi untuk menjamin kualitas data masukan yang digunakan;
 - menggunakan data uji alir (atau data uji lainnya seperti data *capillary pressure*, data *relative permeability*) sebagai acuan dalam uji validitas hasil estimasi saturasi air;
 - menggunakan data analisis percontobatuan sebagai acuan dalam uji validitas hasil estimasi porositas dan permeabilitas paling tidak pada satu sumur kunci;
 - penentuan model litologi didasarkan pada hasil deskripsi dari batuan inti dan atau *cutting* pemboran;
 - pemilihan harga salinitas air formasi didasarkan pada *cross-check* antara data laboratorium dan data log sumuran;
 - pemilihan harga *tortuosity*, *cementation factor*, dan *saturation exponent* didasarkan pada *cross-check* antara data laboratorium dan data log sumuran.
- c) analisis uji tekanan sumur
 Hasil interpretasi untuk mendapatkan data permeabilitas dan *flow barrier* diintegrasikan dengan sumber informasi lain dari kajian geologi dan geofisika.

6 Data uncertainties

Reserves estimator shall use its utmost endeavor to reduce uncertainties occurred in the implementation of oil and gas estimated reserves. The uncertainties of estimated reserves may be in the form of, but not limited to, the following:

6.1 Uncertainties caused by indirect measurements:

May be in the form of:

- a) seismic interpretation;
 - interline spacing shall be adjusted with the field's size. The denser the better;
 - for thin reservoir layers, a more careful seismic processing and interpretation is required
- b) well-log analysis;
 - preparation and correction to ensure the the quality of input data used;
 - use of flow test results (or other test such as capillary pressure data, relative permeability data) as a reference in validity testing on water saturation estimates;
 - use analysis data of rock samples as a reference in validity testing on porosity and permeability estimates in at least one key well;
 - lithology model is based on core or cutting descriptions
 - selection of the price of formation water salinity shall be based on cross-checks between laboratory-and log-derived data;
 - selection of the price of tortuosity, cementation factor, and saturation exponent shall be based on cross-checks between laboratory-and log-derived values
- c) well pressure test analysis;
 Interpretation results in order to obtain permeability data and flow barrier are integrated with other information sources from geological and geophysical analysis.

6.2 Ketidakpastian yang disebabkan oleh kesalahan dalam seleksi data

Dapat berasal dari kesalahan dalam seleksi:

- a) data fluida
Penggunaan data tekanan, volume, dan temperatur harus representatif untuk reservoir yang sedang dikaji meskipun diperoleh dari lapangan/reservoir lain. Justifikasi didasarkan pada kajian geologi yang terpercaya;
- b) penentuan harga pancung petrofisika
Pemilihan harga pancung ditentukan dengan mempertimbangkan aspek petrofisika dari batuan reservoir ini sendiri, kondisi operasional lapangan dan keekonomian. Juga regulasi pemerintah yang berkaitan dengan lingkungan perlu dipertimbangkan.

6.3 Ketidakpastian yang disebabkan faktor alamiah

Penentuan mekanisme pendorong yang dominan pada suatu reservoir dilandasi oleh kajian atas faktor-faktor konfigurasi reservoir, gambaran geologi regional, dan sejarah produksi (jika ada).

7 Format laporan

Sesuai dengan ketentuan yang berlaku, cadangan minyak dan gas bumi yang berada di wilayah hukum Republik Indonesia adalah milik negara, sehingga jumlah dan hal-hal lain yang berhubungan dengannya harus dilaporkan kepada Pemerintah.

Demi tercapainya ketertiban, kelancaran, dan kejelasan dari penyampaian isi pelaporan tersebut, maka seperti yang disajikan pada Lampiran C pelaporan mengikuti format yang ditentukan dengan mencakup hal-hal yang dijelaskan berikut ini.

6.2 Uncertainties caused by improper data selection:

May be resulted from the failure to select:

- a) fluid data
The utilization of pressure, volume and temperature data must be representative for the analyzed reservoir, despite it was obtained from other field/reservoir. Justification shall be based on reliable geological evaluation;
- b) determination of petrophysical cut-off values;
Selection of cut-off values shall be conducted by considering the petrophysical aspects of the reservoir rock, field operational condition, and economics. Also, the government regulation linked to environment issues shall be considered.

6.3 Uncertainties caused by nature

Determination of dominant drive mechanism in a reservoir shall be based on the evaluation on factors such as reservoir configuration, regional geological setting, and production history (if any).

7 Reporting format

In accordance with the applicable provisions, oil and gas reserves located within the legal territory of the Republic of Indonesia shall be owned by the state, thus its quantity and other matters related to it shall be reported to the Government.

For the order, smoothness and clarity of reporting, therefore as set out in Annex C, the reporting shall follow the stipulated format by including the following:

7.1 Cadangan minyak dan kondensat

Format laporan mencakup:

- 'Field'
- 'Initial Oil in Place'
- 'Production' (@ pada tahun sebelumnya)
- 'Cumulative production' (31 Des tahun sebelumnya)
- 'Cadangan' (@ 1 Jan tahun berjalan)
- 'Remarks'

7.2 Cadangan gas (*gross* dan *saleable*)

Format laporan mencakup:

- 'Field'
- 'Initial Gas in Place'
- 'Ultimate reserves'
- 'Production' (pada tahun sebelumnya)
- 'Cumulative production' (31 Dec tahun sebelumnya)
- 'Gross reserves' (1 Jan tahun berjalan)
- 'Saleable reserves' (1 Jan tahun berjalan)
- 'Remarks'

7.3 Lapangan / reservoir

Format laporan mencakup:

- 'Field'
- 'Solution gas-oil ratio'
- 'Condensate yield'
- 'Typical gas composition'
- 'Remarks'

7.1 Oil and condensate reserves

Format of reporting shall cover:

- 'Field'
- 'Initial Oil in Place'
- 'Production' (@ in the previous year)
- 'Cumulative production' (31 Dec of the previous year)
- 'Reserves' (@ 1 Jan of the current year)
- 'Remarks'

7.2 Gas reserves (*gross* dan *saleable*)

Format of reporting shall cover:

- 'Field'
- 'Initial Gas in Place'
- 'Ultimate reserves'
- 'Production' (in the previous year)
- 'Cumulative production' (31 Dec of the previous year)
- 'Gross reserves' (1 Jan of the current year)
- 'Saleable reserves' (1 Jan of the current year)
- 'Remarks'

7.3 Field / reservoir

Format of reporting shall cover:

- 'Field'
- 'Solution gas-oil ratio'
- 'Condensate yield'
- 'Typical gas composition'
- 'Remarks'

Lampiran A
Annex A
(Informatif)

Daftar singkatan
(Abbreviation)

API : *American Petroleum Institute*

DST : *Drill Steam Test*

GOR : *Gas Oil Ratio*

IGIP : *Initial Gas In Place*

IOIP : *Initial Oil In Place*

MDT : *Moduller Formation Dynamic Tester*

PBU : *Pressure Build Up*

PVT : *Pressure-Volume-Temperature*

RFT : *Repeat Formation Tester*

SCAL: *Special Core Analysis Laboratory*

SP : *Spontaneous Potential*

SPE : *Society Petroleum Engineers*

TWT : *Two Way Time*

VSP : *Vertical Seismic Profiling*

WPC : *World Petroleum Congress*

Lampiran B Annex B

Tabel Klasifikasi Cadangan (Reserves Classification Table)

(Draft) Tabel Ilustrasi - Usulan Klasifikasi Cadangan Nasional

Discovered PIIP	Komersial	Produksi			Tingkat Kepastian Project	
		1P	2P	3P	Cadangan Definitif	
	Pra-Komersial				BERPRODUKSI	
					DISETUJUI UNTUK PENGEMBANGAN	
					PENGEMBANGAN TERTUNDA	
PENGEMBANGAN BELUM JELAS						
Cadangan Kontinjen			PENGEMBANGAN BELUM LAYAK			
1CK			2CK	3CK	PENEMUAN EKSPLORASI/PERIODE	
			TRANSISI			
			"Unrecoverable"			
Tingkat ketidakpastian						

Tingkat Kemungkinan Untuk Ekonomis

**Lampiran C
Annex C**

**Metode-metode Standar Penentuan Faktor Perolehan dan Cadangan
(Standard Methods for Determination of Recovery Factor and Reserves)**

METODA PERHITUNGAN CADANGAN

METODA		DETERMINISTIK	PROBABILISTIK
STATIK	Analogi Geologis	P1, P2, P3	P10, P50, P90
	Volumetrik	P1, P2, P3	P10, P50, P90
DINAMIK	Material Balance	Proved	-
	Decline Curve	Proved	-
	Simulasi Reservoir	P1, P2, P3	P10, P50, P90

Lampiran D Annex D

Format Pelaporan Cadangan Definitif (Reserves Reporting Format)

**TABEL PERKIRAAN CADANGAN DEFINITIF MINYAK DAN KONDENSAT
STATUS 1 JANUARI 2010**

TABEL : A
PERUSAHAAN :
KONTRAK AREA :
PROVINSI :

HALAMAN :

NO	LAPANGAN		VOLUME MINYAK AWAL DI TEMPAT (OOIP), MSTB			CADANGAN MAKSIMUM TERAMBIL (EUR), MSTB			PRODUKSI @ 2009 MSTB	PRODUKSI KUMULATIF 31-12-2009 MSTB	CADANGAN DEFINITIF STATUS 1-1-2010, MSTB			CATATAN
			PROV.	PROB.	POSS.	PROV.	PROB.	POSS.			PROV.	PROB.	POSS.	
1	X ₁	Oil Cond. Oil + Cond.												
2	X ₂	Oil Cond. Oil + Cond.												
...													
...													
...													
TOTAL		Oil Cond. Oil + Cond.												

**TABEL PERKIRAAN CADANGAN DEFINITIF GAS (GROSS)*
STATUS 1 JANUARI 2010**

TABEL : B-1
PERUSAHAAN :
KONTRAK AREA :
PROVINSI :

HALAMAN :

NO	LAPANGAN		VOLUME GAS AWAL DI TEMPAT (OGIP), BSCF			CADANGAN MAKSIMUM TERAMBIL (EUR), BSCF			PRODUKSI @ 2009 BSCF	PRODUKSI KUMULATIF 31-12-2009 BSCF	CADANGAN DEFINITIF (GROSS) STATUS 1-1-2010, BSCF			CADANGAN DEFINITIF (NET) STATUS 1-1-2010, BSCF			CATATAN
			PROV.	PROB.	POSS.	PROV.	PROB.	POSS.			PROV.	PROB.	POSS.	PROV.	PROB.	POSS.	
1	Y1	Non Ass. Gas Cap Solution Total Gas															
2	Y2	Non Ass Gas Cap Solution Total Gas															
...																
...																
...																
TOTAL		Non Ass. Gas Cap Solution Total Gas															

Note : * Gross Gas = termasuk didalamnya Gas Ikutan, Ownused, Shrinkage, dll.

**TABEL PERKIRAAN CADANGAN DEFINITIF GAS YANG DAPAT DIJUAL (SALEABLE GAS)
STATUS 1 JANUARI 2010**

TABEL : B-2
PERUSAHAAN :
KONTRAK AREA :
PROVINSI :

HALAMAN :

NO	LAPANGAN		CADANGAN MAKSIMUM TERAMBIL (EUR), BSCF			CADANGAN GAS YANG DAPAT DIJUAL (Sales Gas), BSCF			PRODUKSI @ 2009 BSCF	PRODUKSI KUMULATIF 31-12-2009 BSCF	CADANGAN DEFINITIF GAS (GROSS) STATUS 1-1-2010, BSCF			CADANGAN DEFINITIF GAS (NET) STATUS 1-1-2010, BSCF			CATATAN
			PROV.	PROB.	POSS.	PROV.	PROB.	POSS.			PROV.	PROB.	POSS.	PROV.	PROB.	POSS.	
1	Y1	Non Ass. Gas Cap Solution Total Gas															
2	Y2	Non Ass Gas Cap Solution Total Gas															
...																
...																
...																
TOTAL		Non Ass. Gas Cap Solution Total Gas															

Note : Saleable Gas = tidak termasuk di dalamnya Gas Ikutan, Ownused, Shrinkage, etc.

LAPANGAN/RESERVOAR KOMPONEN

TABEL
PERUSAHAAN
KONTRAK AREA
PROVINSI

: C
:
:
:

HALAMAN :

NO	LAPANGAN	RASIO SOLUSI GAS DALAM MINYAK (Rs) SCF / STB	YIELD KONDENSAT SCF / STB	GAS KOMPOSISI (MOL %)											CATATAN
				CO ₂	N ₂	H ₂ S	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆ ⁺	
1	Z ₁														
2	Z ₂														
3	Z ₃														
4	Z ₄														
5	Z ₅														
...														
...														
...														



**Format pelaporan cadangan kontinjen
(Contingen resources reporting format)**

**TABEL PERKIRAAN CADANGAN KONTINJEN MINYAK DAN KONDENSAT
STATUS 1 JANUARI 2010**

TABEL : A
PERUSAHAAN :
KONTRAK AREA :
PROVINSI :

HALAMAN :

NO	FIELD	VOLUME MINYAK AWAL DI TEMPAT (OOIP), MSTB	CADANGAN KONTINJEN MAKSIMUM TERAMBIL (EUR), MSTB			PRODUKSI @ 2009 MSTB	PRODUKSI KUMULATIF 31-12-2009 MSTB	CADANGAN KONTINJEN STATUS 1-1-2010, MSTB			CATATAN	
			CK-1	CK-2	CK-3			CK-1	CK-2	CK-3		
1	X ₁	Oil Cond. Oil + Cond.										
2	X ₂	Oil Cond. Oil + Cond.										
...											
...											
...											
TOTAL	Oil Cond. Oil + Cond.											

**TABEL PERKIRAAN CADANGAN KONTINJEN GAS (GROSS)*
STATUS 1 JANUARI 2010**

TABEL : B-1
PERUSAHAAN :
KONTRAK AREA :
PROVINSI :

HALAMAN :

NO	LAPANGAN	VOLUME GAS AWAL DI TEMPAT (OGIP), BSCF	CADANGAN KONTINJEN MAKSIMUM TERAMBIL (EUR), BSCF			PRODUKSI @ 2009 BSCF	PRODUKSI KUMULATIF 31-12-2009 BSCF	CADANGAN KONTINJEN GAS (GROSS) STATUS 1-1-2010, BSCF			CADANGAN KONTINJEN GAS (NET) STATUS 1-1-2010, BSCF			CATATAN
			CK-1	CK-2	CK-3			CK-1	CK-2	CK-3	CK-1	CK-2	CK-3	
1	Y ₁	Non Ass. Gas Cap Solution Total Gas												
2	Y ₂	Non Ass. Gas Cap Solution Total Gas												
...													
...													
...													
TOTAL	Non Ass. Gas Cap Solution Total Gas													

Note : * Gross Gas = termasuk didalamnya Gas Ikutan, Ownused, Shrinkage, dll.

**TABEL PERKIRAAN CADANGAN KONTINJEN GAS (NET)
STATUS 1 JANUARI 2010**

TABEL : B-2
PERUSAHAAN :
KONTRAK AREA :
PROVINSI :

HALAMAN :

NO	LAPANGAN		CADANGAN MAKSIMUM TERAMBIL (EUR), BSCF			Shrinkage (%)	CADANGAN KONTINJEN GAS (NET), BSCF			PRODUKSI KUMULATIF 31-12-2009 BSCF	CADANGAN KONTINJEN GAS (GROSS) STATUS 1-1-2010, BSCF			CADANGAN KONTINJEN GAS (NET) STATUS 1-1-2010, BSCF			CATATAN
			CK-1	CK-2	CK-3		CK-1	CK-2	CK-3		PROV.	PROB.	POSS.	CK-1	CK-2	CK-3	
1	Y1	Non Ass. Gas Cap Solution Total Gas															
2	Y2	Non Ass. Gas Cap Solution Total Gas															
...																
...																
...																
TOTAL		Non Ass. Gas Cap Solution Total Gas															

LAPANGAN/RESERVOAR KOMPONEN

TABEL : C
PERUSAHAAN :
KONTRAK AREA :
PROVINSI :

HALAMAN :

NO	LAPANGAN	RASIO SOLUSI GAS DALAM MINYAK (Rs) SCF / STB	YIELD KONDENSAT SCF / STB	GAS KOMPOSISI (MOL %)											CATATAN
				CO ₂	N ₂	H ₂ S	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆ ⁺	
1	Z1														
2	Z2														
3	Z3														
4	Z4														
5	Z5														
...														
...														
...														

Bibliografi Bibliography

Petroleum Resources Management System (PRMS), March 2007

Glossary by Society of Petrophysicist & Well Logging Analyst
http://www.spwla.org/library_info/glossary/reference/glosse/glosse.htm#electrode, status
Tahun 2004.

Oilfield Glossary by Schlumberger <http://www.glossary.oilfield.slb.com/status> Tahun 2004.

Petroleum Resources Management System (PRMS), March 2007

